

# 1 Introdução

## 1.1 História do Petróleo

Para que Osíris, deus do Nilo, ficasse abrigado dos deuses do mal, após ter sido morto em pedaços pelo seu irmão Set, a sua esposa Isis reunindo aos pedaços e reconstituindo o corpo, protegendo-lhe com uma matéria especial denominada *betume*, originária do latim *bitumen*, tornou-o, para os egípcios do Antigo Império, símbolo da imortalidade do homem (Victor, 1993).

*Betume*, mistura de substância proveniente da decomposição de matérias orgânicas, consistindo, principalmente, em carbonetos de hidrogênio, era assim utilizado pelos egípcios em 5000 a Cristo.

Na Mesopotâmia, 3000 a. Cristo, o *betume* era utilizado pelos babilônicos como material de construção, encontrado entre os rios Tigre e o Eufrates. Em Jerusalém foi introduzido o *betume* no templo para iluminar altares. Engenheiros chineses em 221 a. Cristo, trabalhando em busca de sal, encontraram em todos os poços perfurados um líquido negro, até então desconhecido. A partir dessa data a China passou a usar petróleo em estado natural para fins comerciais. Em 1700 a Birmânia tinha uma regular indústria de petróleo e com aproximadamente 450 poços perfurados. Desfrutava assim, o Mosteiro de Krosno, na Europa, do privilégio de ser iluminado por meio do petróleo. Entretanto, coube ao legendário “Coronel” Edwin Drake, movido por seu espírito de aventura, tentando encontrar petróleo pelo sistema de poços artesianos, em 1859 descobrir um reservatório de petróleo nos Estados Unidos. Com uma produção de 25 barris diários, apesar de já ser explorado comercialmente na Rússia, no Canadá e na Birmânia, era o marco de uma nova era, com adoção de *modernas técnicas*.

No Brasil de 1858, o então Ministro dos Negócios do Império, Marquês de Olinda, dava o primeiro passo para a nossa tão sonhada auto-suficiência, com assinatura de decretos que davam a José de Barros Pimentel e ao inglês Samuel Alipport o direito de extrair minerais empregados no fabrico de gás para

iluminação. Em 1892, Eugenio Camargo<sup>1</sup> aprofundando um poço até 448 metros, na região de Bofete em São Paulo, inscreve seu nome como o primeiro brasileiro a encontrar vestígios reais de petróleo no País, apesar de abandonar o projeto por falta de recursos. E ainda, visionários e perseverantes como Avelino Ignácio de Oliveira, que em 1937, atuando como interino na direção do DNPM<sup>2</sup> e “violentando o que era considerado o bom senso” autorizou atividades em Lobato (Bahia), na qual em 21 de janeiro de 1939 viria a ser descoberto petróleo, ainda que em volumes modestos mas que seria um marco notável na história tecnológica e igualmente econômica em nosso País.

Em dezembro de 1943 a produção nacional de petróleo atingia a marca de 48.153 barris, contra 32.831 barris de 1942, registrando um crescimento histórico de 47%. A partir de então, uma sucessão de fatos políticos e econômicos ocorreram no Brasil até que em 6 de Dezembro de 1951, o Presidente Getulio Vargas envia ao Congresso Nacional a Mensagem número 469, acompanhada dos Projetos 1516 e 1517, que tratavam respectivamente, da constituição da Sociedade por Ações Petróleo Brasileiro S.A. e do provimento de recursos para o programa nacional de petróleo.

Desde então, impulsionada a partir de 1970 pelas descobertas de campos gigantes em águas profundas, e devido à introdução de diversas inovações tecnológicas, a PETROBRAS se mantém como líder mundial na tecnologia de produção de petróleo em águas profundas, tendo estabelecido durante anos consecutivos, diversos recordes mundiais de profundidade na utilização de sistemas submarino de produção de petróleo.

Com o aumento das profundidades envolvidas e com a descoberta de reservas em áreas cada vez mais remotas, tem-se procurado reduzir os custos de desenvolvimento dos campos submarinos de produção, de forma a torná-los ainda mais rentáveis e minimizando-se os riscos humanos, tecnológicos e financeiros desses empreendimentos.

---

<sup>1</sup> Em 1897, esse empreendedor teria produzido cerca de 2 barris de petróleo, naquele considerado por muitos como sendo o primeiro poço de petróleo no Brasil.

<sup>2</sup> Vide o Apêndice C, Glossário, para a definição desta e das demais siglas e termos técnicos, correntes na indústria de petróleo e presentes nesta tese.

## 1.2 Importância Econômica do Petróleo

O caminho do petróleo, desde a sua descoberta até a sua chegada a uma refinaria, passa por uma série de processos e disciplinas e sua produção tem impacto fundamental na economia mundial.

As expectativas dos principais organismos especializados em energia (International Energy Agency - IEA, 2000) são de que o petróleo ainda permanecerá como a principal e mais econômica fonte de energia para humanidade, durante as próximas décadas. Mesmo com o desenvolvimento das tecnologias de conservação, o petróleo, que hoje atende a 40% do consumo mundial de energia, ainda continuará tendo participação significativa no balanço energético mundial.

Em 2000, a Agência Internacional de Energia discutiu e identificou os principais fatos e perspectivas que afetarão a demanda e suprimento de energia até 2020 e vale ressaltar a importância que a produção de petróleo e gás terão dentro desse contexto. O cenário assume um crescimento econômico global de 3% ao ano, apesar da taxa de crescimento populacional não acompanhar esse índice. A demanda de energia primária crescerá 57% entre 1997 e 2020, com um crescimento médio anual de 2%. O petróleo permanecerá dominante na matriz energética primária com uma participação de aproximadamente 40% até 2020 (Fig. 1.20), com crescimento anual de 1,9 % acima da projeção para o período. As análises econômicas prevêem para 2010 um consumo global 96 M b/d, e para 2020 um consumo de 115 M b/d contra os 75 M b/d consumidos em 1997, permanecendo o preço (*flat*) de US\$ 21,00 por barril até 2010 com tendência de crescimento até 2020 para US\$ 28,00. As empresas operadoras fora da OPEP (*OPEC*) estimam também para esse período um custo de produção para projetos novos em torno de US\$ 16,00 o barril, isto equivale a dizer, tomando-se como base o ano 2010, um mercado diário de cerca de três bilhões de dólares. Da mesma forma, podemos também ressaltar a importância do gás natural na matriz energética primária, com um aumento na sua participação de 22% em 2000 para 26% em 2020 (Fig. 1.20) e, para isso destacamos a crescente demanda provocada pela implantação de novos projetos de plantas de geração termoelétrica à gás. Esse

tipo de geração de energia é considerado limpo e menos poluente em relação às termoelétricas à carvão utilizadas na Ásia e, vem atender ao propósito de redução de emissão de CO<sub>2</sub> anunciado em meados de 2000 através do Protocolo de Kyoto. É bem verdade que o custo para exploração do gás natural continuará a enfrentar a mesmas dificuldades encontradas hoje, as quais dentre outras, podem ser explicitadas por estarem as regiões produtoras afastadas das regiões consumidoras, necessidades de armazenar e/ou transportar enormes volumes e, o relativamente baixo poder calorífico desse hidrocarboneto.

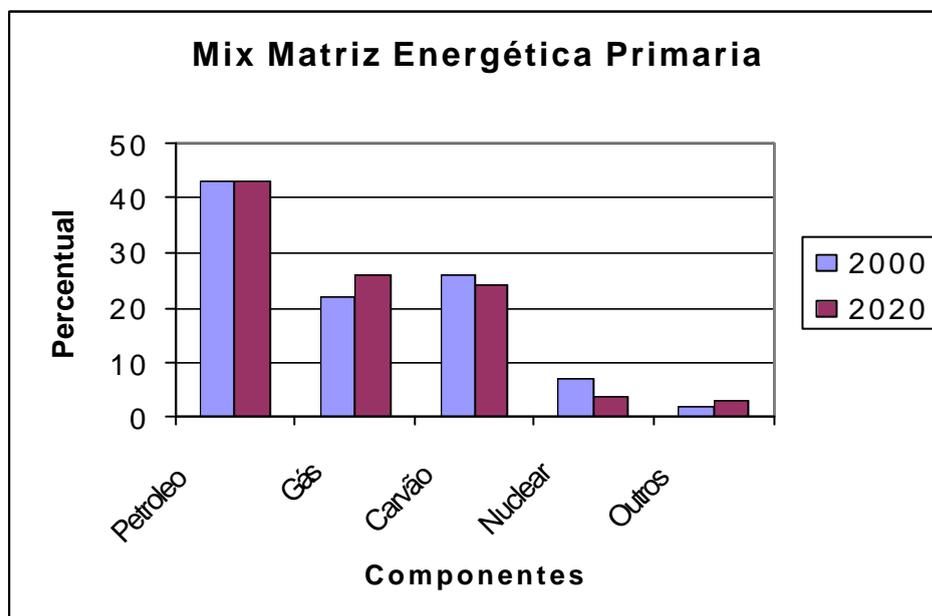


Figura 1.20 – Matriz Energética Primária Mundial – composição (IEA, 2000)

Em 2020, de acordo com o IEA (*International Energy Agency*) e a OECD (*Organisation for Economic Co-Operation and Development*), a concentração de recursos de hidrocarbonetos estará reduzida a um pequeno número de países produtores, principalmente localizados no Oriente Médio e integrantes da OPEP, e a dependência da importação será fator primordial para as grandes regiões consumidoras (Fig. 1.21).

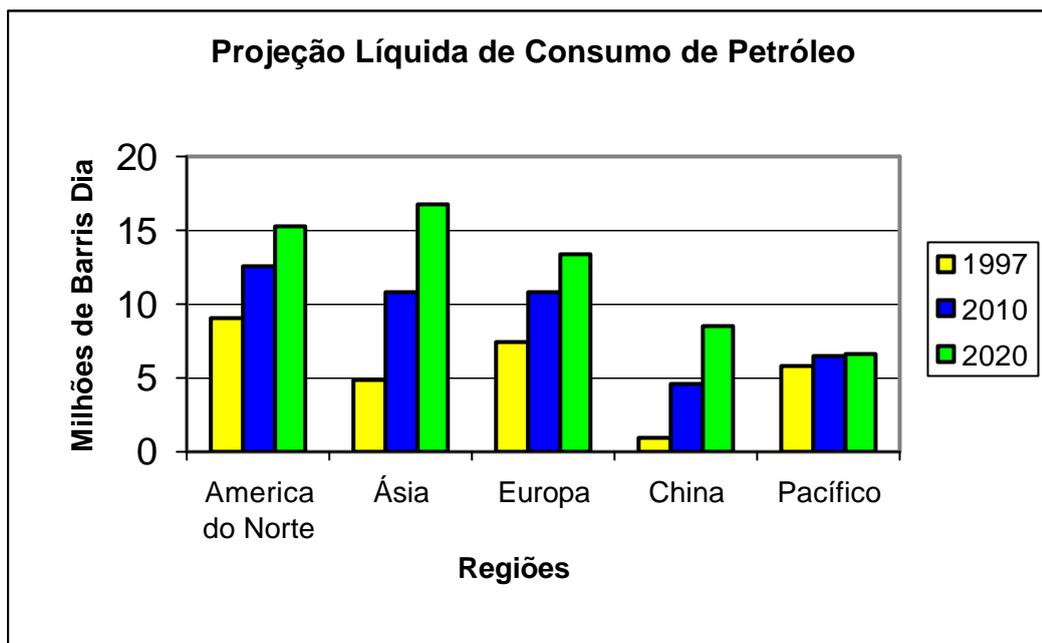


Figura 1.21 – Projeção Líquida do Consumo Mundial de Petróleo (IEA, 2000)

Vale destacar, a contribuição significativa que passarão a ter o Oeste da África e a América Latina, fora da OPEP, no aumento da produção mundial de petróleo e gás a partir de 2010. As companhias de petróleo estão no momento adquirindo vários blocos nesses continentes. A perspectiva de novas descobertas de petróleo em lâmina d'água cada vez mais profundas, devido ao esgotamento dos reservatórios situados em menores profundidades, tem imposto um grande desafio à comunidade técnica nacional e internacional. O grande salto tecnológico é tornar viável técnica e economicamente a exploração desses reservatórios, bem como, reduzir os riscos envolvidos nessas explorações. Nesse cenário, o IEA e a OECD destacam as previsões para produção em águas profundas do Brasil (Fig. 1.22), Angola e Estados Unidos.

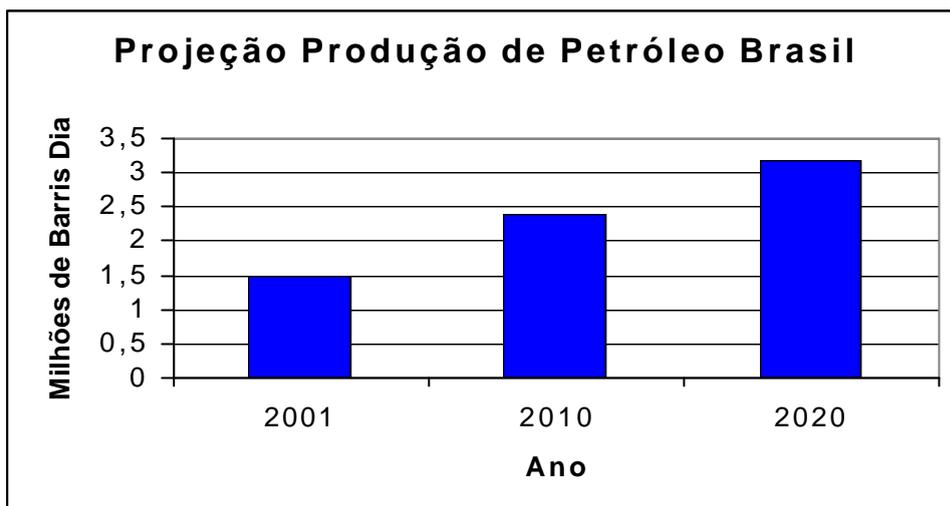


Figura 1.22 – Projeção da Produção de Petróleo no Brasil (IEA, 2000)

Atualmente, diante de tanta perspectiva e levando em consideração as reservas mundiais de hidrocarbonetos (Fig. 1.23), grandes operadoras partiram para fusões e aquisições. Dentre essas, destacam-se: Exxon-Mobil, com valor de mercado na ordem de US\$ 82 bilhões; a BP-Amoco, com valor de mercado na ordem de US\$ 54 bilhões; a Total-Fina-Elf e, a de mais recente ocorrência, a incorporação da Texaco pela Chevron.

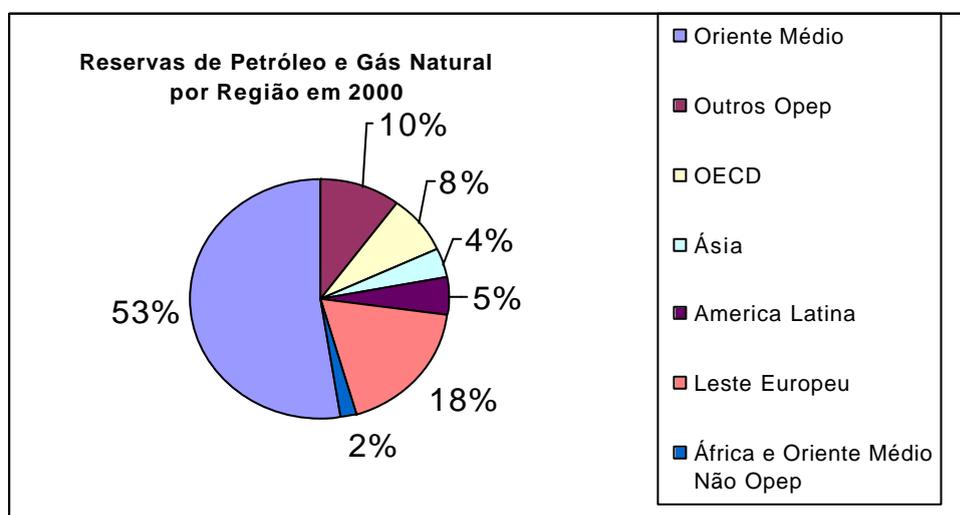


Figura 1.23 – Reservas Mundiais de Petróleo e Gás Natural em 2000 (IEA, 2000)

No Brasil, devido a nossa natureza geológica, todas as nossas grandes descobertas ocorreram no mar e onde as profundidades das lâminas d'água variam entre 400 e 1000 m (classificada como água profunda) e acima de 1000 m

(classificada como ultraprofunda), onde estão localizadas 64% das nossas reservas (Kujawski e Caetano, 1999). Recentemente com as modificações implementadas na legislação brasileira acerca da Indústria de Petróleo e Exploração e a conseqüente criação da Agencia Nacional de Petróleo (ANP), as análises das companhias indicam um potencial de 65% para as futuras descobertas de óleo nessas profundidades. Dentre os resultados programados e decorrentes das três primeiras licitações públicas praticadas pela ANP, para blocos exploratórios, se destacam os mais de 1000 poços que serão perfurados até 2004; desses, aproximadamente 300 serão do tipo exploratórios e 700 do tipo de desenvolvimento. Os investimentos previstos nesses trabalhos ascendem à cerca de 10 bilhões de dólares americanos. Ao se considerar o ambiente em que tais atividades serão executadas, bem como o enorme volume das mesmas, é possível inferir o igualmente alto nível da demanda para o desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias.

### **1.3 Petróleo – da acumulação à produção**

O Petróleo é uma mistura complexa de origem natural não renovável e formada, em sua maior parte, por hidrocarbonetos. A depender das condições de pressão e temperatura tais misturas podem se apresentar, no todo ou em parte, nos estados, sólido, líquido e/ou gasoso. O petróleo tem sua origem a partir da matéria orgânica depositada junto com os sedimentos. A interação desses componentes, sob condições termoquímicas apropriadas, é fundamental para o início da cadeia de processos que leva à sua formação. Para se ter acumulação é necessário que após o processo de geração (rocha geradora) ocorra a migração desse petróleo e que esse tenha seu caminho interrompido pela existência de algum tipo de armadilha geológica (trapas), o que propícia o seu aprisionamento nas rochas ditas reservatório. Sem esse mecanismo geológico, o petróleo continuaria em busca de zonas de menor pressão até se perder através de exudações na superfície, oxidação ou degradação bacteriana. A rocha reservatório é do tipo sedimentar e sendo composta de grãos ligados uns aos outros – sob níveis variados de graus de consolidação – e podendo igualmente ter qualquer origem (e.g., lacustre) ou tipo (e.g., arenito). As rochas-reservatório apresentam ainda espaços vazios no seu

interior (poros) e exibindo níveis de interconexão os quais traduzem sua permeabilidade. Os fluidos contidos em uma rocha reservatório devem dispor de uma certa quantidade de energia para que possam ser produzidos. Essa energia é referida como energia natural ou primária, sendo a mesma o resultado de todos os fenômenos geológicos pelas quais a jazida passou até se formar completamente. A descoberta de uma jazida envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geológicos e geofísicos oriundos das bacias sedimentares em análise. Tal análise, modernamente inclusive fazendo uso de enfoques e quantificações de natureza probabilística, pode vir a sugerir a continuidade do processo de busca da jazida adentrando-se então à atividade de perfuração de poços exploratórios.

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de um conjunto de equipamentos e componentes que constituem a dita Sonda de Perfuração. As rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicado sobre a broca montada na extremidade inferior da coluna de perfuração, a qual consiste basicamente nas combinações de tubos de paredes grossas, ditos comandos, e de tubos mais convencionais, ditos tubos de perfuração. Os fragmentos das rochas são carregados até a superfície pelo fluido de perfuração (lama), que é bombeado e injetado pelo interior da coluna de perfuração atingindo a broca, na extremidade dessa coluna, e retornando pelo espaço formado entre diâmetro externo da coluna de perfuração e a parede do poço, dito espaço anular de poço aberto. Ao atingir uma pré-definida profundidade, a coluna de perfuração é retirada e então descida a coluna de revestimento. Tal coluna, posteriormente terá seu espaço anular com as paredes do poço preenchido por uma pasta de cimento – operação de cimentação. As principais funções dessa coluna de revestimento cimentada serão as de impedir o desmoronamento das paredes do poço, sustentar os equipamentos de cabeça de poço (ancoragem) e isolar as zonas permeáveis atravessadas. A seguir, uma nova coluna, com uma broca de diâmetro menor, é descida para a perfuração da fase seguinte. Essa operação - da perfuração do poço até a cimentação de seu revestimento - é realizada sucessivamente até e que se atinja a região de interesse, completando assim, todo o programa de perfuração.

Ao concluir a perfuração de um poço é necessário equipá-lo para permitir que possa operar de forma segura e econômica na produção de hidrocarbonetos ou na injeção de fluidos nos reservatórios. A este conjunto de operações chamamos de “completação”, que deve sempre buscar otimizar e tornar permanente a vazão

de produção e minimizando as necessidades de intervenções futuras para manutenção do poço (*workover*). A depender da localização do sistema de cabeça de poço podemos ter dois tipos de equipagem desse poço, dita “completação” seca – demandando o uso de uma dita Árvore de Natal Seca (ANS), a qual estará instalada num convés de uma UEP quando da produção no mar - ou molhada – demandando o uso de uma Árvore de Natal Molhada (ANM), a qual estará instalada no leito submarino.

#### **1.4 Sistema Submarino de Produção**

O Brasil e África, no início constituinte de um mesmo continente, Gondwana, começaram a se separar no início da era geológica do cretáceo a 140 milhões de anos atrás. Eventos ocorridos após a deriva desses continentes e que afetam a arquitetura das suas presentes margens são também muito parecidos – e.g., a geologia petrolífera e as ocorrências de hidrocarbonetos nas bacias existentes nas opostas plataformas continentais. As recentes pesquisas sísmicas e os dados de perfuração continuam a confirmar uma analogia praticamente refletiva para a ocorrência de hidrocarbonetos. Substanciais reservas de petróleo foram encontradas em águas profundas e ultraprofundas ao longo da costa do Brasil e da África. Entre os campos no Brasil podemos citar: Albacora, Marlim, Roncador e mais recentemente as novas descobertas na Bacia de Santos em lâmina d’água superior a 2 400 metros. Já na costa da África podemos também citar os campos de Dália, Girassol, Kuito na Bacia do Baixo Congo em Angola, Moho na costa do Congo, bem como, o campo de Bonga na Nigéria. Os reservatórios principais de petróleo dessas descobertas são: areias turbidíticas, derivadas de plataformas encontradas no talude continental superior e inferior; e areias turbidíticas marinhas que foram transportados em canais até o declive inferior (Fainstein *et alii.*, 1998).

Os reservatórios de petróleo encontrados sob o leito marinho são produzidos através de Sistemas Submarinos de Produção, que são compostos por conjuntos de equipamentos (Fig. 1.40) com finalidades específicas no desejado desenvolvimento desses reservatórios/campos de petróleo. Atualmente as Unidades Estacionárias de Produção (UEP) são uma opção, cujos equipamentos

de processo são dispostos sobre os conveses de uma plataforma ou navio. Os poços são perfurados por outra unidade e ligados a UEP através de dutos, sendo possível produzir uma vasta área do reservatório ou até mesmo outros campos. No geral, tal Sistema de Produção – em se considerando linhas longas, grande número de poços e limitada capacidade de carga dos conveses da UEP – que faz uso de *manifold* é de aplicação usualmente atraente em águas profundas e campos marginais.

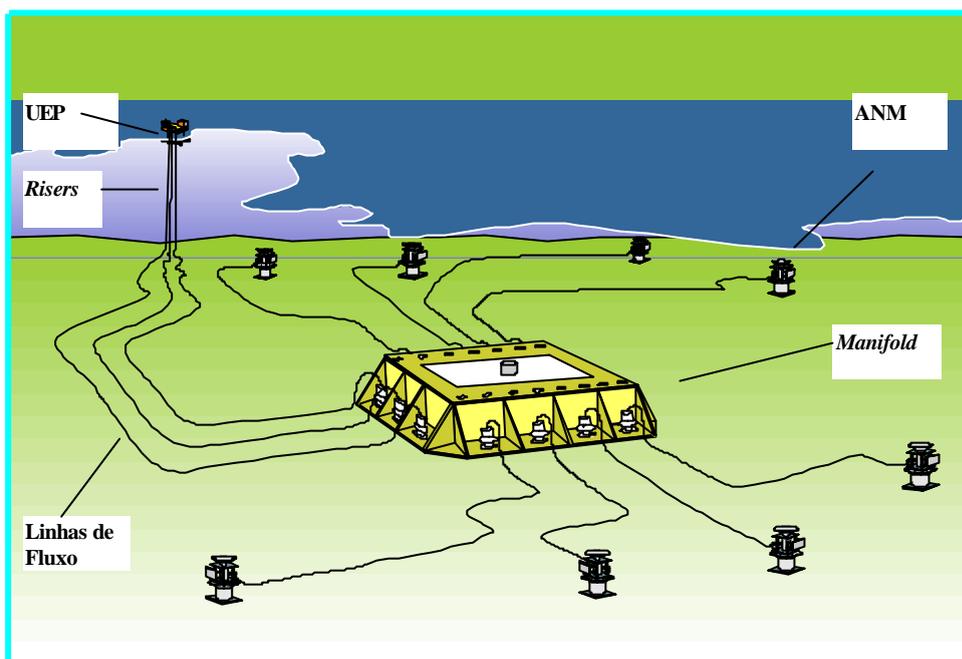


Figura 1.40 - Sistema Submarino de Produção

Os Sistemas Submarinos de Produção<sup>3</sup>, no que tange ao seu desenvolvimento podem ser divididos em dois grandes subsistemas, i.e., o de Perfuração e o de Produção propriamente dito.

### Subsistemas de Perfuração

As atividades aqui desenvolvidas objetivam perfurar e revestir os poços de produção e injeção. No desenvolvimento dessas atividades, uma série de componentes e materiais (e.g., coluna de revestimento, base adaptadora da ANM

<sup>3</sup> Vide o Apêndice A, memorial descritivo dos principais equipamentos utilizados em sistemas submarinos de produção de petróleo.

etc.) são instalados no poço perfurado e assim o habilitam para as demais instalações – contituíntes de subseqüentes fases (e.g., completação) – até atingir a condição adequada e segura para ser utilizado na função de produção ou injeção. Essa fase de perfuração é uma daquelas de maior custo, complicada logística e igualmente de alto risco.

### **Subsistemas de Produção**

O conjunto de atividades aqui desenvolvidas e os equipamentos instalados no poço – entregue após as execuções das atividades que compõem o subsistema de Perfuração – objetivam concluir a equipagem do poço para uma operação segura do mesmo como produtor ou injetor. Os principais componentes aqui instalados são: árvore de natal molhada (ANM), linhas de produção e muitas das vezes, *manifold* – as longas distâncias e o correspondente alto custo das linhas de produção e a limitada carga de carregamento dos conveses das UEP, são os mais freqüentes fatores que provocam tal instalação.

#### **ANM**

Equipamento composto por um conjunto de válvulas que permitem controlar as atividades requeridas na produção de petróleo, quais sejam produzir fluidos do reservatórios para as UEP, injetar fluido no reservatório, intervir nos poços quando necessário (e.g., limpeza, estimulação, controle e tamponamento para abandono), ver Figura 1.41.



Figura 1.41 - Árvore de Natal Molhada (ANM) de Produção – vertical

### ***Manifold***

A principal, função de um *manifold* é o de reunir, em uma só linha, a produção oriunda de vários poços. Tal equipamento é constituído por arranjos de tubulações (coleta, injeção, teste e exportação), conjunto de válvulas de bloqueio, válvulas de controle de escoamento (*chokes*) e subsistemas de monitoramento, controle e interconexão – usualmente por via elétrica – com a UEP. No caso de injeção de gás e água, o *manifold* tem como função distribuir para os poços os fluidos de injeção vindos da UEP. As funções de produção e injeção podem estar contidas num mesmo *manifold* (Fig. 1.42).

As principais vantagens na utilização de *manifolds* são a redução do comprimento total de linhas e redução do número de linhas (*risers*) de requerida conexão na UEP. Por tais benefícios e em se considerando o alto custo dessas linhas, tal equipamento é de alta contribuição na viabilidade técnica e econômica de uma exploração, notadamente no mar. Atualmente, a configuração mais usual se constitui numa estrutura independente, simplesmente assentada no leito submarino e recebendo a produção de vários poços satélites. A Figura 1.43 apresenta um diagrama básico de um *manifold* submarino de produção.



Figura 1.42 - *Manifold* UMC (*Underwater Manifold Center*)

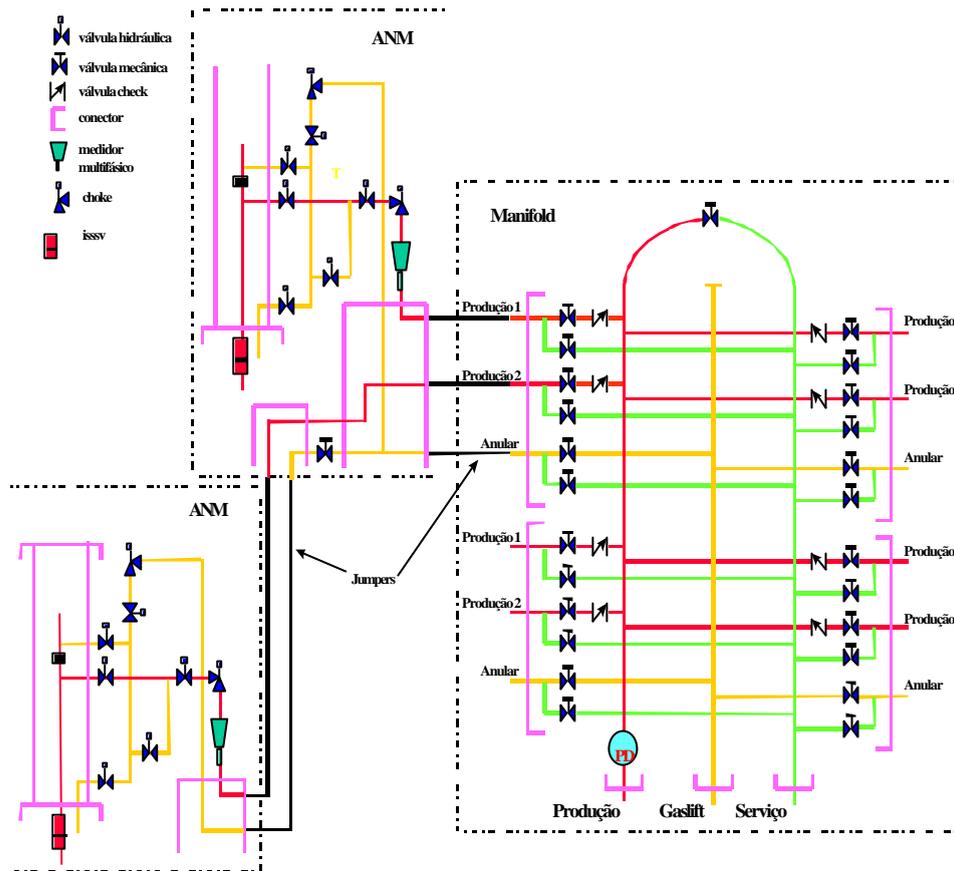


Figura 1.43 – Diagrama Básico de um *Manifold* Submarino de Produção

Com a considerável experiência acumulada no uso da técnica de produção submarina utilizada na Bacia de Campos, Golfo do México, Mar do Norte e na Costa Oeste da África observa-se que a configuração em *cluster* (Fig. 1.44), que consiste na instalação independente de um *manifold* ligado por *jumpers* (conjunto de linhas de fluxo de interligação) a poços satélites, localizados nas proximidades do *manifold*, é simples e flexível. Tal configuração permite ainda uma redução de interfaces críticas entre os equipamentos e as fases de perfuração e produção no desenvolvimento do campo, além de propiciar uma redução de custos de investimentos e ainda uma antecipação da produção. Uma outra grande preocupação da engenharia de petróleo é o custo operacional de intervenção nos poços, procurando-se cada vez mais utilizar barcos do tipo DSV (*Diving Support*

*Vessel*) ou RSV (*ROV Support Vessel*), haja vista o intenso uso de ferramentas e dispositivos operados por ROV (*Remotely Operated Vehicle*).

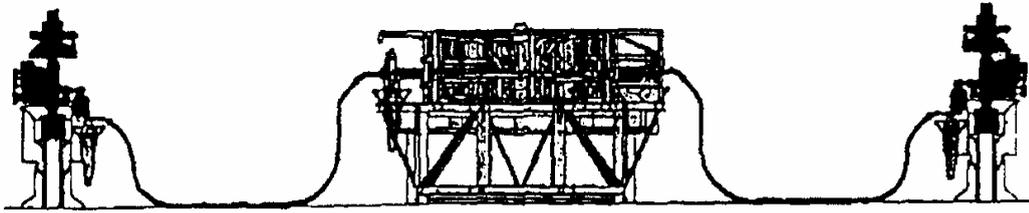


Figura 1.44 - *Cluster*

### Unidade Estacionária de Produção (UEP)

Disponibilizam na superfície uma locação para as facilidades de produção, perfuração/”completação”, recebimento e suporte de dutos, utilidades, salas de controle, equipamentos de segurança e alojamento de pessoal.

Devido a uma lâmina d’água menor, as primeiras instalações de produção eram as chamadas plataformas fixas. Tais instalações são usualmente sustentadas por estruturas de aço ou até mesmo de cimento, que se estendiam do solo marinho, onde eram cravadas por estacas ou outro mecanismo de fixação, até a superfície – nos primórdios da produção no mar, no Golfo do México, tais estruturas eram de madeira. Perfurados da própria plataforma os poços eram ligados através de tubulações. Com o aumento das lâminas d’água, esse tipo de instalação passou a ter limitações para atingir reservatórios ou poços com grande afastamento (através do uso de perfuração direcional) a custos razoáveis.

A partir das limitações acima, os Sistemas Flutuantes de Produção passaram a ser uma opção importante para o desenvolvimento de campos marítimos, cujos equipamentos de processo (facilidades de produção) são dispostos sobre uma plataforma semi-submersível ou navio (*FPSO*). Os poços submarinos são perfurados por outras plataformas e, na fase de produção, ligados a UEP através de dutos, conforme anteriormente mencionado.

Atualmente existem outras formas de plataformas fixas, por exemplo, *Tension Leg Platform* (TLP), torres complacentes e *SPAR Buoy*. Os principais fatores que norteadores da escolha de um tipo de plataforma são: localização do campo, lâmina d’água, condições ambientais, afastamento dos poços, número de

poços, capacidade requerida de processamento, profundidade do reservatório, tempo de desenvolvimento, segurança operacional e custo.

## **Facilidades de Produção**

Durante toda vida produtiva de um campo de petróleo são produzidos óleo, gás, água e eventualmente areia – tais fluidos e sólidos podem vir a serem produzidos inclusive simultaneamente. Estando o interesse econômico centrado na produção de óleo e de gás, faz-se necessário o uso de instalações destinadas a efetuar, sob condições controladas, o denominado processamento primário dos fluidos. Ou seja, a separação do óleo, gás, água e indesejados sólidos, seguidos pelo condicionamento para a utilização local, exportação e/ou descarte na própria UEP de instalação dessas facilidades. A depender do tipo de fluidos produzidos e da viabilidade econômica, uma planta de processo pode ser simples ou complexa. Enquanto nas plantas simples tem-se apenas a separação dos fluidos, as mais complexas dispõem de condicionamento, compressão do gás (para injeção ou transferência), tratamento e estabilização do óleo, e, tratamento da água para injeção ou descarte.

Toda planta de processo possui uma capacidade nominal de processamento, projetada em função dos estudos de diversos parâmetros do campo produtor, principalmente da capacidade de processamento de toda fase líquida. A Figura 1.45 apresenta um diagrama básico acerca dos principais componentes típicos dessas unidades.

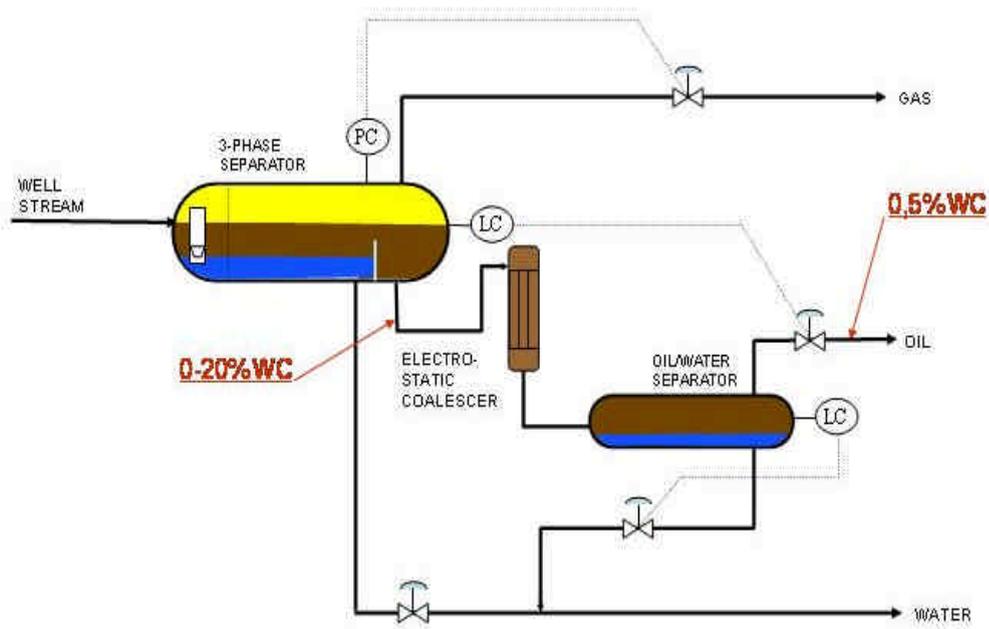


Figura 1.45 – Diagrama Básico de uma Planta de Processamento Primário